

我国增量配电定价机制探索

——基于不对称管制理论的机制设计

王俊豪 李 阳 吴俊宏

摘要: 增量配电业务改革是我国新一轮电力体制改革的一大亮点,但当前的定价机制难以保障社会资本获取准许收益,导致改革进展缓慢。集“调、输、配、售”功能于一体的传统电网企业通过设置不合理的输配电价级差,挤压增量配电企业的盈利空间,迫使其退出市场竞争。应用不对称管制理论,研究探索建立新的增量配电定价机制,对处于不对称竞争地位的市场主体设定“不平等”的权利义务,使新进入市场的增量配电企业能够获取竞争空间,从而有效推进我国增量配电改革。针对现行定价机制的逻辑不自洽,设计了优先保障准许收益的增量配电定价模型,并通过A省案例实证该模型的适用性。

关键词: 增量配电; 不对称管制; 准许收益; 定价机制

DOI: 10.19836/j.cnki.37-1100/c.2021.05.008

一、引言

2015年3月,《中共中央国务院关于进一步深化电力体制改革的若干意见》(中发〔2015〕9号文)吹响了新一轮电力体制改革的号角,目的是建立以市场竞争机制、兜底服务机制、绿色发展机制和区域协调机制这四部分为支撑,以电力产业体系为基础和政府管理体制为保障的“六位一体”架构的我国现代电力市场体系^①。本轮电力体制改革的重要举措和亮点之一,便是以具有自然垄断属性的配电环节为切入点,向符合条件的市场主体放开增量配网(Incremental distribution network)投资,以混合所有制方式发展增量配网业务。增量配电改革在促进提升电网服务水平和经营效率方面已初见成效。

增量配电是指拥有配电网运营权的售电公司向用户配送电能,并依法经营的配电网,原则上指110kV及以下电压等级电网和220kV(330kV)及以下电压等级工业园区(经济开发区)局域电网,是省级电网的向下延伸,是供电的“最后一公里”。增量配网投资业务可以从功能和产权两个维度分类。按照功能划分,增量配网投资业务包括自供区配网、新建的供电范围清晰且相对独立的配电网络;按照产权划分,增量配网投资业务包括非传统电网企业投资的存量配网、以混合所有制方式投资的新增配网和扩容扩建。电力体制改革“放开两头、管住中间”的所谓“中间”,就是具有自然垄断属性的输、配电网环节,其中配电网环节的垄断属性相对较弱,增量配电就是力图在此环节试点开展市场化改革。

配电服务是增量配电企业的核心业务,通过收取配电服务费回收配电网投资成本和运营成本,增量配电价格机制则是保障配电服务费合理收取的关键。但由于现行输配电定价机制存在弊端,定价模型及成本监审办法受制于集“调、输、配、售”职能于一体的传统电网企业的强大市场力量,还在一定

基金项目: 国家社科基金重大项目“中国特色政府监管理论体系与应用研究”(18ZDA111)。

作者简介: 王俊豪,浙江财经大学中国政府管制研究院教授,博士生导师(杭州 310018; wjunh@zufe.edu.cn);李阳(通讯作者),浙江财经大学中国政府管制研究院博士研究生(杭州 310018; leeyang626@126.com);吴俊宏,中国电力工程顾问集团华东电力设计院高级工程师(上海 200063; 2589@ecepdi.com)。

^① 王鹏、张朋宇、解力也:《中国现代电力市场体系研究》,《财经智库》2019年第6期。

程度上受制于监管俘获,未能完全排除输配一体化下的交叉补贴,未能有效避免准许成本和有效投资的不合理计入,由此造成输配电价失真和级差设置不合理。导致增量配电企业难以获取合理投资收益,市场主体和社会资本的投资热情逐步降低,改革进程举步维艰。本文第二部分具体分析我国当前的输配电定价方式,揭示其与增量配电改革的机制不相容性。第三部分基于不对称管制理论设计了一个适用于我国增量配电业务改革的新定价机制。第四部分通过对 A 省经济产业园增量配电项目的案例分析,验证第三部分所设计的增量配电定价新机制的适用性。最后是本文的结论与政策建议。

二、输配电价相关文献综述

输配电价是指电网企业提供接入、联网、电能输送和销售等经营服务的价格总称。只有核定合理的输配电价才能保证配售电公司与输配企业的结算具有公平性和合理性,从而吸引社会资本参与配售环节市场化改革,打破现有垄断格局,充分发挥市场的资源配置作用,形成有效竞争机制,提高供电服务效率和质量。

电价的基础是成本,输配电价因相关环节具有自然垄断属性而需要管制,梳理国外输配电定价机制的研究,可归为成本分摊方法和价格监管机制两方面。在我国除了增量配网和地方电网,总体上输配糅为一体,在国外输电价和配电价往往分开讨论,本文侧重在配电环节。

就配电成本分摊方面,英国对超高压和高低压配电网分别采取不同的成本分摊方法,超高压配电网采用 LRIC 模型,而在高压和低压配电网采用 DRM 模型,前者能体现用户的位置信息,后者能反映峰荷场景下用户对配电网的使用程度^①;美国、澳大利亚等国家都基于邮票法分摊配电成本,并根据用电时段和用户用电量等因素形成差异化的配电价格^②。

就价格监管方面,管制模型主要有两类,即成本加成管制模型(投资回报率管制模式)和激励性管制模型(基于绩效的价格上限和收入上限管制模式)。Stein 和 Borts 等^③、Thomas^④、Mirrlees-Black^⑤、Campbell^⑥、Avdasheva 和 Orlova^⑦等一些国外学者分析了两种管制模型的优缺点,重点讨论了“A-J 效应”,以及成为被管制企业与监管者博弈焦点的效率因子 X。各国普遍对电网企业进行绩效奖惩考核,以激励企业提高运营质量,详见表 1。

电价是增量配电改革乃至整个电力体制改革的核心,制定合理输配电价的重要性不言而喻。只有对电网的输配电成本的独立和规范运作彻底厘清,才能够有序放开竞争性环节电价,有序向社会资本开放配售电业务。

① WPD/Wales/UOS002A: Modification Proposal to Use of System Charging Methodology: Implementation of Long Run Incremental Cost (LRIC) and Distribution Reinforcement Model (DRM) Methodologies, <https://www.ofgem.gov.uk/publications/wpdwalesuos002a-modification-proposal-use-system-charging-methodology-implementation-long-run-incremental-cost-lric-and-distribution-reinforcement-model-drm-methodologies>, 访问日期:2021 年 7 月 20 日。

② Order on Compliance Filings, <https://www.pjm.com/-/media/documents/ferc/orders-preduplicate/20130322-er13-198-000.ashx>, 访问日期:2021 年 7 月 20 日。

③ Stein J.L., Borts G.H., “Behavior of the Firm under Regulatory Constraint”, *American Economic Review*, 1972, (62) 5, pp.964-970.

④ Thomas S., “Evaluating the British Model of Electricity Deregulation”, *Annals of Public and Cooperative Economics*, 2004, 75(3), pp.367-398.

⑤ Mirrlees-Black J., “Reflections on RPI-X Regulation in OECD Countries”, *Utilities Policy*, 2014, 31, pp.197-202.

⑥ Campbell A., “Cap Prices or Cap Revenues? The Dilemma of Electric Utility Networks”, *Energy Economics*, 2018, 74, pp.802-812.

⑦ Avdasheva S., Orlova Y., “Effects of Long-term Tariff Regulation on Investments under Low Credibility of Rules: Rate-of-Return and Price Cap in Russian Electricity Grids”, *Energy Policy*, 2020, 138, No.111276.

表 1 国外价格监管机制的对比分析

国家	监管机制	主要思路	局限性	适用条件
英国 俄罗斯	价格上限管制	事先限定企业不能超过的平均价格水平,并根据物价指数和企业的效率因子对电价进行调整	易造成企业为降低成本而降低服务质量;合理的价格上限水平难以确定,因此,通常需要同标尺竞争管制配合使用	对电网企业的成本信息存在不确定性时
美国 法国	准许收入管制	通过规定电网企业的收益率,间接控制价格,保障企业的收入需求;配合一系列绩效监管,激励企业提高服务质量	易造成 A-J 效应,即在规定的投资回报率下,企业为获得更多的利润,进行过多的资本投资;由于成本信息的不对称性,电网企业可能会虚报成本	鼓励电网企业投资建设时
澳大利亚 巴西	收入上限管制	限定企业的最高收入,激励其降低成本使收益最大化	对基础数据要求较高,政府管制成本较大;不利于促进销售量的增长和同行业的竞争	对电网企业成本信息掌握充足时

资料来源:作者整理。

我国输配电价经历了复杂的改革历程。目前,我国的输配电价结构也正逐步过渡为跨区跨省专项工程输电价、区域电网输电价、省级电网输配电价和增量配电网及地方电网配电价格等四级。中发〔2015〕9 号文件的配套价格文件对成本在不同层级间的分摊提出了明确的方法。在价格监管方面,张宗益^①、赵会茹^②、姚斌^③、杨娟^④、金东亚^⑤等国内学者对两种管制模型进行了相关分析和改进,试图构建适合我国实际情况的两阶段输配电价格综合管制模型。

具有鲜明中国特色的增量配电业务改革是输配体制改革的先导,健康的增量配电业务开展必须有合理的输配价格作为支撑。尽管国内外在输配电价方面已有较多研究,但由于国外没有相关增量配电情景,所以简单将国际理论套用至中国必然水土不服。探索符合中国国情和增量配电改革实际的输配电价理论显得尤为重要。

三、现行输配电价定价方式及弊端

(一)我国现行输配电定价方式为“投资回报率+行政指令”并行

我国现行的基于“准许成本+准许收益”的准许收入价格管制模型,实质上就是国际上常用的投资回报率管制模型。目前我国对于跨区跨省专项工程输电价、区域电网输电价、省级电网输配电价均采用该模型。

该价格管制模型可以表示为:

$$RR=C+InR=C+RB\times ROR$$
 (1)

式中:RR 表示电网企业年度总收入,每个监管周期(3 年)核定一次总收入;C 为年度准许成本,包括折旧、运行维护费及税金等;InR 为年度准许收益;RB 为计算投资回报的基数,即有效资产,ROR 为准许投资回报率。

① 张宗益、杨世兴、李豫湘:《电力产业激励性管制机制》,《重庆大学学报(自然科学版)》2002 年第 11 期。
② 赵会茹、刘伟、李春杰:《输配电价格管制中投资回报率水平的确定》,《电网技术》2005 年第 21 期。
③ 姚斌:《输配电价形成机制研究——以华东地区为例》,山东大学硕士学位论文,2006 年。
④ 杨娟、刘树杰:《我国输配电价格改革研究》,《经济纵横》2017 年第 9 期。
⑤ 金东亚:《增量配电网的激励性管制模型与定价方法》,华北电力大学(北京)硕士学位论文,2018 年。

作为中国特色社会主义市场经济,我国输配电价也需要服务于国民经济的宏观调节作用。2018 年政府工作报告提出“降低电网环节收费和输配电价格,一般工商业电价平均降低 10%”的目标;2019 年政府工作报告也指出,深化电力市场化改革,清理电价附加收费,降低制造业用电成本,一般工商业平均电价再降低 10%。也就是说,实际上,我国输配电定价方式实行的是“投资回报率+行政指令”的并行模式。因此,我国现行输配电价定价模型可以调整表示为:

$$RR = C + InR = C + RB \times ROR + AC \quad (2)$$

式(2)在式(1)的基础上,增加参数 AC ,代表行政指令带来的收入变化,正负皆有可能。

(二)输配电现行定价机制与增量配电业务改革的逻辑不自洽

准许收入法中的准许成本和准许收益的核定是测算输配电价的关键。无论如何,增量配电在正常投资及经营下均应享有合理收益,但如果价格机制不合理造成增量配电企业的合理投资收益无法保障,就违背了该定价方式的初衷。增量配电企业获得的收益 A (配电服务费)取决于与电力用户的结算费用 B ,向外部电网缴纳的结算费用 C 以及增量配电企业的成本 D , $A = B - C - D$,显然只有 $B > C + D$,才有可能实现正的收益。

目前实际情况是,各省市根据“用户承担的配电网配电价格与上一级电网输配电价之和不得高于其直接接入相同电压等级对应的现行省级电网输配电价”即用户终端输配电价不得增加的基本原则,以及参考省级电网输配电价与外部电网结算的原则,锁定了增量配电网获取配电服务费的最高价格空间。而这个最高的价格空间,根据大多数省份的输配电价表进行测算,不仅无法满足配电企业的合理收入,甚至还有不少差距。

显然,增量配电现行价格机制的逻辑不能自洽,一方面鼓励基于“准许成本加合理收益”的定价方式去制定增量配电价格;另一方面又把增量配电价格空间限制在无法达到合理收益的省级输配电网电压级差范围内。逻辑不自洽的原因在于,现行省级输配电价表的定价模型及未能完全排除输配一体化下的交叉补贴,未能有效避免准许成本和有效投资的不合理计入,同时成本监审又受制于集“调、输、配、售”功能于一体的传统电网企业对政府主管部门的监管俘获,由此造成省级输配电价表不能反映各电压等级的真实成本,且不同电压等级之间,尤其是增量配电网涉及的 110kV、220(330)kV 及以下的电价级差设置严重不合理,对增量配电企业有明显的针对性。

我们注意到,部分省市开始尝试突破增量配电网与上一级电网的原有结算费用方法,试图承认增量配电网的电网主体地位,但仍或多或少参考省级输配电价表,且未与增量配电企业的合理收益挂钩。例如河南省《关于印发我省增量配电网配电试行价格意见的通知》(豫发改价管[2018]1000 号)文件要求:“增量配电网与省级电网结算的电度电价按现行省级电网相应电压等级输配电价的电度电价执行,各自承担其供电范围内的线损。增量配电网与省级电网结算的基本电价标准按省级电网在该增量配电网所在市(县)域范围内对该增量配电网项目完成的专项投资占省级电网和增量配电网企业针对该增量配电网的输配电总投资比例确定。”此外,贵州省有类似的方法实践。

(三)输配电现行定价方式对增量配电改革造成严重影响

1.影响了社会资本参与增量配电的投资热情。目前,社会资本方(指传统电网企业以外的投资方,包括国有资本和民营资本)对于增量配电的投资热情已经逐步消退,主要源于对配电项目投资的预期收益愈加模糊从而失去信心。虽然通过竞争性售电、综合能源服务等市场业务能够提升项目的投资收益,但对于配电网运营的监管性业务而言,如果没有任何收益甚至持续亏损,社会资本方很难有决心和信心去投资增量配电网,增量配电改革必将难以为继。

2.影响了增量配电建设方案的技术合理性。按照现有价格机制计算,配电网接入外部电网电压等级越高,就能享有越高的电价收入,因此为了让项目能够有收益或者能够提高收益,即便从技术角度不需要更高电压等级供电的项目,增量配电企业仍然会希望提高增量配电网的并网电压等级。这样造成的后果是,不仅配电项目本身造成了浪费,也造成了区域其他电网设备容量的浪费。极端情况

是,在配电网接入与用户接入没有电压等级差的情况下,增量配电企业对于这类用户的供电服务将无法收取度电服务费。

3.影响了区域电网的和谐发展。在追求更高电压等级的诉求下,相关主体间的矛盾更加尖锐。传统电网企业以该电压等级不适合发展配电网为由阻挠增量配网项目推进,地方政府也不肯轻易放松电网企业对相关高压变电站的审批核准。这样不仅增量配电项目推进困难,也影响了区域电网的客观发展需求^①。

四、基于不对称管制理论的增量配电定价机制设计

(一)不对称管制理论主要内容和应用经验

“不对称管制”又称“不平衡管制”“不均衡管制”,或称为“不对等管制”,指为打破自然垄断、培育市场竞争机制,在符合上位法的立法思想前提下,允许政府行业主管部门通过制定和实施特殊的经济性和社会性监管政策,在一定时期(一般是市场竞争初期),对垄断行业内市场力量悬殊的在位企业和新进入企业,即非对市场竞争对手,实行设定“不平等”的强制义务和限制条件,“压强扶弱”,甚至对垄断行业强制实施横向或竖向分割重组,削弱在位企业市场势力,目标是形成长期性的有利于公平、有效竞争的市场结构。

20世纪70年代,英、美等西方发达国家开始在自然垄断行业进行市场化改革,Schmalensee提出在这些行业在由垄断转向竞争的初期,应实施不对称监管^②。国内自然垄断行业市场化改革起步于20世纪90年代,王俊豪在国内较早研究自然垄断产业培育市场竞争机制,提出对在位企业和新进入企业实行“不对称管制”^③。在对自然垄断性产业进行改革和引入新进入者的过程中,通常由政府行业监管部门采用不对等的政策措施对居于市场支配地位的“强者”进行限制,对新进入市场的“弱者”予以扶持。不对等的管制政策是为了保护“弱小”竞争者,在一定时间内对“强者”“弱者”实施不对等的经济性管制,有效遏制“强者”利用其强大市场势力对“弱者”进行排斥、打压,使新进入的“弱者”能在市场上生存下去,并逐步发展、壮大,最终达到“强者”“弱者”公平、有效竞争的目的。

Shibata等认为在自由化的垄断市场中,对在位者和新进入者进行的不对称监管应是暂时性的,而不是永久性的^④。池建宇将长期存在于我国一些行业的不对称管制的弱化看作一个冲击,通过设计模型分析了这个冲击的边际变动对市场结构的影响^⑤。从动态和长期的角度而言,在通过不对称强制管制逐渐把垄断性市场结构改造成为竞争性市场结构的过程中,应采用逐步放松进入管制政策即广义结构重组,最终形成竞争性市场结构。

国内外现有文献中对公用事业等自然垄断产业实施不对称管制的研究较多,但主要集中于油气、电信、铁路等行业。杨嵘运用规制经济理论,对中国石油产业的政府规制与改革进行了探讨,有所涉及油气管网企业的策略性行为^⑥。王俊豪、程肖君重点分析了油气管网企业基于网络瓶颈采取的遏制接入行为,并结合两阶段博弈模型提出了针对管制机构的政策建议^⑦。李荣华、柳思维以中国电

① 吴俊宏:《增量配电发展亟需完善价格机制》,《电力决策与舆情参考》2019年第27期。

② Schmalensee R., “A Note on Monopolistic Competition and Excess Capacity”, *Journal of Political Economy*, 1972, 80(3), pp.586-591.

③ 王俊豪:《管制经济学导论——基本理论及其在政府管制实践中的应用》,北京:商务印书馆,2001年,第150-153页。

④ Shibata T., Nishihara M., “Effects of Temporary Regulation of Asymmetric Access Charges in Telecommunications”, *Managerial and Decision Economics*, 2017, 38(3), pp.344-364.

⑤ 池建宇:《不对称管制的弱化对市场结构的影响分析》,《经济问题》2010年第1期。

⑥ 杨嵘:《论石油产业的规制与改革》,《经济评论》2002年第5期。

⑦ 王俊豪、程肖君:《网络瓶颈、策略性行为与管网公平开放——基于油气产业的研究》,《中国工业经济》2017年第1期。

信、中国网通两大集团《合作协议》为例,提出了打破寡头合谋的路径选择之一是实行不对称管制^①。史强在总结电信产业不对称管制政策体系的基础上,分析了不对称管制的动态性问题^②。Ros 等使用两阶段最小二乘法(2SLS)和普通最小二乘法(OLS)经济计量技术,评估 2009 年哥伦比亚引入的非对称监管政策对移动通信需求的影响^③。Montero 认为由于欧洲铁路在 2020 年 12 月实现自由化,似乎不利于引入新来者,国家监管机构应通过引入不对称准入义务,以确保有效和广泛的竞争^④。

(二)不对称管制理论在增量配电改革的应用

目前对电力行业尤其是配电业务不对称管制的研究较少。慈向阳、赵德余通过建立收益模型来研究电力市场均衡问题的实质,提出应严格界定电网企业的功能,改善政府的监管模式^⑤。张翔、洪笑峰等初步研究设计了配售电公司的不对称监管框架^⑥。纪国涛^⑦、展曙光^⑧提出对于增量配电改革而言,不对等的监管政策尤为必要。

增量配电改革即在配网市场引入社会资本,是此次电力体制改革的重要内容,以期打破传统电网企业对配网市场的垄断,配网投资及运维模式可能呈现多样化情形。增量配电不对称管制,旨在依据《电力监管条例》《反垄断法》和《电力法》,允许国家能源局及其派出机构、地方政府电力管理部门通过制定和实施特殊监管策略,对特定市场主体——传统电网企业和增量配网企业,在改革初期,设定“不平等”的权利和义务。

对传统电网企业参与增量配网业务实施区别对待,如强制要求其公开电网信息、提供接入方案,强制要求其服从限制性的参与规则、输配独立核算并防止交叉补贴,以遏制电网企业对增量配电项目在“准入、区域、接入、价格、信息、调度”等方面采取歧视或排斥行为的强烈动机。总之,旨在通过实施“依法+不对称”监管策略,打破配网领域形成的市场垄断,是切实推动市场在资源配置中起决定性作用和更好地发挥政府作用,创建依法监管、有效竞争的配网业务市场环境。需要强调的是,不对称管制只能适用于改革初期即过渡阶段,时间跨度视市场发育的速度,或短为 1 年,或长达数年不等。

垄断性产业价格管制模型中考虑的主要因素包括价格指数、合理利润等,为防治企业滥用垄断力量而进行政府管制的重点无疑是价格^⑨。因此,很有必要以价格机制为研究对象,分析锚定现行省级输配电价格表对增量配电项目获得准许收益之间的矛盾,就增量配电改革和不对称管制理论的结合进行探讨,提出基于特许经营协议且符合政府监管要求的投资回报率,以优先保障增量配网项目获得约定的准许收益,从而建立新型的增量配电定价机制。

(三)设计基于不对称管制理论的增量配电定价机制

增量配电企业作为新进入的“市场弱者”,也需承担一定社会责任,但这种社会责任主要体现为电力普遍服务和保底服务,而非体现为割让其准许投资的“合理收益”。因此,为“鼓励社会资本投资配

① 李荣华、柳思维:《我国电信产业寡头垄断合谋研究——以中国电信、中国网通两大集团〈合作协议〉为例》,《重庆邮电大学学报(社会科学版)》2008 年第 3 期。

② 史强:《中国电信产业战略重组与不对称管制》,《经济论坛》2009 年第 18 期。

③ Ros A. J., Umaña D., “The Demand for Mobile Services in Colombia and the Impact of Asymmetric Mobile Regulation”, *info*, 2013, 15(3), pp.54-65.

④ Montero J. J., “Asymmetric Regulation for Competition in European Railways?”, *Competition and Regulation in Network Industries*, 2019, 20(2), pp.184-201.

⑤ 慈向阳、赵德余:《中国电力市场的非均衡研究——制度偏好差异的视角》,《工业技术经济》2010 年第 3 期。

⑥ 张翔、洪笑峰、黄国日等:《配售电公司的不对称监管框架设计》,《中国电力》2019 年第 11 期。

⑦ 纪国涛:《不对称管制、市场份额转移与中国移动通讯市场降价博弈》,《工业技术经济》2012 年第 6 期。

⑧ 展曙光:《来论|推进配电业务改革,亟需践行不对称管制》, http://www.thepaper.cn/newsDetail_forward_4877826, 访问日期:2021 年 7 月 20 日。

⑨ 王俊豪:《我国垄断性产业管制价格模型探讨》,《中国物价》2008 年第 11 期。

电业务”,需应用不对称管制理论,优先保障增量配电项目的“合理收益”,即增量配电项目特许经营协议中基于准许收入法核定的准许收益。为此,考虑将增量配电项目接入上一级电网和输出用户的两级电压输配电费的差额部分,由省级输配电价分担或由传统电网企业直接让利,以保证增量配电企业获取与式(2)逻辑一致的年度总收入 RR 和年度准许收益 InR 。

增量配电网区域内电力用户的用电价格,由发电企业上网电价(或市场交易电价)、上一级电网输配电价(含线损和交叉补贴)、配电网配电价格、政府性基金及附加组成。

按照国家发展改革委相关指导意见,用户承担的配电网配电价格与上一级电网输配电价之和不得高于其直接接入相同电压等级对应的现行省级电网输配电价。因此,现行省级电网输配电价成为增量配电企业的最高限价,上一级电网输配电价实质上决定了增量配电企业盈利空间,在这一条件下,若不突破增量配电网与外部电网的结算机制,即允许调整(降低)上一级电网输配电价,则意味着增量配电项目的准许收益将很难达到“合理”水平。

如果允许调整(降低)上一级电网输配电价来满足增量配电企业的准许收益,那么传统电网企业由此产生的收入缺口,可考虑由全省输配电价分担或由传统电网企业直接让利。因为传统电网企业均为央企或省属国企,有义务服从政府对资源和利益分配的宏观调控,可通过调整其与国资委签订的经营目标任务抵消收入缺口,也可以采取其他技术经济手段平衡收支,例如:(1)通过调整资产折旧年限以满足传统电网年度经营目标;(2)通过多个监管周期之间的电价调节,在长周期里保障传统电网企业准许收益的收支平衡;(3)通过其输配一体化纵向垄断实施传统电网企业输、配业务之间的交叉补贴。

为此,做如下假设:

(1)增量配电网内电力用户结算电价锚定省级电网输配电价;(2)增量配电企业准许收益率采用项目特许经营协议中的允许投资回报率;(3)服从政府关于输配电价格的管制指令;(4)上一级电网输配电价可以浮动,收缴差额部分由全省输配电价分担或由传统电网企业直接让利。

综上,提出基于不对称管制理论的增量配电定价模型,可表示为:

$$C_{chg} = CHG + T_{chg} + RR \quad (3)$$

式(3)中, C_{chg} 表示增量配电企业年度经营总收费,也是用户结算电费,取决于用户用电价格即用户电压等级对应的现行省级电网输配电价; CHG 表示发电企业结算电费,取决于发电企业上网电价或市场交易电价; T_{chg} 为增量配电项目上一级电网输配电费,取决于上一级电网输配电价; RR 为增量配电企业年度总收入,服从式(2),依据项目特许经营协议中约定或核定的年度准许成本、有效资产、年度准许收益和政府价格指令进行计算。

该模型的优点包括:

- 1.增量配电企业的年度总收入 RR 仍基于允许投资回报率模型,主管部门可通过核定准许投资和准许收益率实现对增量配电企业配电服务价格的控制,并尽可能减少“A-J 效应”。
- 2.增量配电企业的年度总收入 RR 和准许收益 InR 优先得到保障,并未服从增量配电网所在电压等级(上一级电网)的输配电价表,充分体现了增量配电网的电网主体身份而非用户主体身份。
- 3.增量配电网内用户结算电价服从政府价格指令 AC ,且符合国家发展改革委“不得高于相同电压等级对应的现行省级电网输配电价”的相关指导意见。

五、基于 A 省经济产业园的案例分析

下面,以 A 省正在筹建中的某增量配电项目为例,对本文提出的基于不对称管制理论即保障准许收入的增量配电价格模型进行适用性分析。为便于分析,对案例相关边界条件进行了适当简化。

(一)案例基本情况

本案例规划区域位于某省经济产业园,项目规划面积为 5.1km²。

按照经公开招标后当地政府和投资方签署的特许经营协议,该项目分三期完成投资,项目投资年份分别为 2020 年、2026 年以及 2036 年,且负荷在 2036 年发展为饱和负荷,经营期至 2044 年。一期负荷水平考虑为 15.98MW,年用电量为 10016.15 万 kWh;二期负荷水平考虑为 26.77MW,年用电量为 18509.1 万 kWh;三期负荷水平考虑为 73.77 MW,年用电量为 50490.7 万 kWh。本项目负荷均考虑为 1-10kV 大工业负荷,增量配电网并网电压等级为 110kV。

为满足区域内负荷情况,案例需新建 3 台 50MVA 的主变及相关配套设施,基本情况如表 2 所示,该省输配电价表 3 所示,案例分析基础参数如表 4 所示。为方便案例分析,本案例不考虑融资,同时不考虑增量配电企业与用户让利。该案例中,2020 年主变 N-1 后,由相关 10kV 线路进行转供电,满足安全要求;2026 年主变 N-1 要求,相关 10KV 线路过载,故需要扩建一台 50MVA 主变。准许收益率与权益资本收益率、资产负债率等相关,为简化模型,假定本项目准许收益率为 6%。

表 2 项目建设规模及投资

序号	项目名称	型号	总规模	项目投资(万元)		
				2020	2026	2036
1	新建 110kV 变电站	\	1×50MVA	2800		
2	扩建 110kV 变电站	\	1×50MVA		700	
3	扩建 110kV 变电站	\	1×50MVA			700
4	新建 110kV 线路	架空线	18.3km	877.5	1026	
5	新建 110kV 线路	电缆线	1.09km	234	747	
6	10kV 架空长度	\	38.58km	200	130	441.6
7	10kV 电缆长度	\	9.67km	270	90	510.3
8	柱上开关	\	77 台	210	42	287
9	分段开关数量	\	39 台	84	28	161
10	联络开关数量	\	24 台	42	14	112
11	配电自动化投资	\	22 套	32.7	10.9	76.3
投资合计(万元)				9826.3		

资料来源:参考该经济产业园配电网规划数据,结合经验分析得出。

表 3 该省输配电价表

用电分类	电度电价(元/千瓦时)					基本电价	
	不满 1 千伏	1-10 千伏	35 千伏	110 千伏	220 千伏	最大需量	变压器容量
						元/千瓦·月	元/千伏安·月
单一制单价	0.1993	0.1855	0.1717				
两部制电价		0.1919	0.1769	0.1619	0.1469	38	28

资料来源:该省公开发布的输配电价表。

表 4 项目基本参数

项目	数值	项目	数值
电费增值税率	13%	固定资产残值率	5%
城市建设维护税	7%	所得税税率	25%
教育费附加率	5%	福利及保险系数	40.70%
盈余公积	10%	材料费	0.50%
其他运营费用	2%	维护修理费用	0.90%
进项抵扣综合增值税率	9%	职工薪酬	6.5383 万元
职工定员(一期)	8 人	职工定员(二期)	10 人
职工定员(三期)	13 人	准许收益率	6%

资料来源:参考《输配电工程经济评价导则》(DL/T5438-2019)相关参数取值标准及最新税率要求。

(二)基于省级输配电价表结算的增量配电企业实际收入和准许收入测算比较

目前国内大多数省份的增量配电企业配电服务费收入依据省级输配电价表电压等级价格差。在该规则下,本案例每度电收益应为 1-10kV 大工业负荷的输配电价 0.1919 元/千瓦时与增量配电网并网电压等级 110kV 的 0.1619 元/千瓦时价格差,即每度电收益为 0.03 元/千瓦时。同时,虽然增量配电企业面向用户收取两部制电价,但收取的用户容量费与外部电网如何分配目前并没有统一解决方案,大多数地方仍然采用外部电网全额收缴用户基本容量费的模式。本案例也按此解决方案,即将用户容量费全额缴纳给外部电网考虑,则经营期内本案例项目的配电收入及相关成本如表 5 所示。

另外,在准许收入的原则下,根据式(2)及相关文件要求,本案例经营期内逐年准许收入测算相关数据如表 6 所示。

根据表 5 计算结果,本案例经营期内的内部收益率(税前)为 0.32%,远小于其合理收益率要求(合理收益率水平可参考本案例设定的准许收益率 6%的水平)。同时结合表 6 对案例准许收入的测算,增量配电在相同成本条件下以及不考虑税金的情况下,运营期内的静态值收入 18307.65 万元小于静态值准许收入 21389.75 万元(未考虑资金时间价值)。同时,从表 5 和表 6 分析,当考虑资金的时间价值后,配电收入实际折现值相比于准许收入的折现值将会差距更大。

表 5 项目经营期内配电收入及相关数据表

名称	1.配电收入	1.1 配电价格	1.2 配电量	2.营业成本	2.1 材料费	2.2 修理费	2.3 其他费用	2.4 职工薪酬	2.5 折旧费用	3.利润总额
年度	万元	千瓦时	万千瓦时	万元	万元	万元	万元	万元	万元	万元
2020	0	0.03	0	0	0	0	0	0	0	0
2021	266	0.03	10016	446	24	43	95	74	211	-180
2022	266	0.03	10016	444	24	42	94	74	211	-179
2023	266	0.03	10016	442	23	42	93	74	211	-176
2024	266	0.03	10016	440	23	41	91	74	211	-174
2025	266	0.03	10016	437	22	40	90	74	211	-171
...										
2035	491	0.03	18509	645	34	62	137	92	320	-153
2036	1340	0.03	50491	672	34	62	137	120	320	668
...										
2044	1340	0.03	50491	854	45	80	179	120	430	487
合计	18308	——	——	15982	840	1513	3362	2364	7903	2326

表 6 项目经营期内准许收入表

单位:万元

名称 年度	准许收入	1.准许 成本	1.1 材 料费	1.2 修 理费	1.3 其他 费用	1.4 职工 薪酬	1.5 折旧 费用	2.准许 收益	3.价内 税金
2020	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2021	731	446	24	43	95	74	211	285	0
2022	714	444	24	42	94	74	211	269	0
2023	695	442	23	42	93	74	211	253	0
2024	676	440	23	41	91	74	211	236	0
2025	656	437	22	40	90	74	211	219	0
...									
2035	827	645	34	62	137	92	320	182	0
2036	835	672	34	62	137	120	320	163	0
...									
2044	942	854	45	80	179	120	88	0	0
合计	21390	15982	840	1513	3362	2364	5408	0	0

注:第一年为建设期,不考虑准许收入;准许收入逐年变化是由于折旧因素影响;为简化分析,暂不考虑线损、价内税金等情况。

(三)基于增量配电价格模型的上一级电网输配电费测算结果

基于不对称管制理论的增量配电价格模型即式(3),根据上述边界条件测算增量配电网与上一级电网输配电费的结算费用,同时比较与基于省级输配电价表结算时上级电网结算费用差值。计算结果如表 7 所示。结果显示,增量配电企业的实际收入将基本等于对增量配电企业管制的准许收入。

另外,通过与基于省级输配电价表结算比较发现,在增量配电网运营前期,外部电网关于增量配电的结算收入(即省级电网关于增量配电网的输配电费收入)将低于参考省级输配电价表的结算收入,而在运营后期,外部电网关于增量配电的结算收入将高于参考省级输配电价表的结算收入。

表 7 增量配网企业与外部电网结算费用表

单位:万元

名称 年度	1.增量配 电企业向 用户收取 的电费 总额	1.1 度电 收入	1.2 基本电 费收入	2.项目准 许收入	3.上一级 电网输配 电费结算 费用(1-2)	4.增量配 电企业实 际收入	5.按照省 级输配电 价表结算 的外部电 网收费	5.1 电度 电费	5.2 基本 电费	6.上级电 网结算费 用差值 (5-3)
2020	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2021	2782	1922	860	731	2051	731	2481	1622	860	431
2022	2782	1922	860	714	2068	714	2481	1622	860	413
2023	2782	1922	860	695	2087	695	2481	1622	860	395
2024	2782	1922	860	676	2106	676	2481	1622	860	375
2025	2782	1922	860	656	2126	656	2481	1622	860	355
...										
2035	4992	3552	1440	827	4165	827	4437	2997	1440	272
2036	13658	9689	3969	835	12823	835	12144	8174	3969	-679
...										
2044	13658	9689	3969	942	12716	942	12144	8174	3969	-573

注:相比省级输配电价表结算上级电网结算费用,差值为正时说明省级电网企业收取费用少于参考省级输配电价表结算费用;差值为负时说明省级电网企业收取费用多于参考省级输配电价表结算费用。

(四) 计算结果分析

1.若采用基于省级输配电价表价格差的管制模型,增量配电企业的收入管制将与增量配电网的成本监审脱钩,且其仅与增量配电网内负荷和省级输配电价表相关,无法反映增量配电企业真实的准许收入;若按照本文提出的基于不对称管制理论的输配电价管制模型时,增量配电企业的实际年度收入将基本等于增量配电项目的准许收入,既没有额外收取,也没有减少,将保障增量配电特许经营协议中准许的合理投资收益。

2.用准许收入法测算的增量配电企业收益,符合政府关于输配电企业获得准许收益的监管要求。当然,既然该模型保障了增量配电企业的准许收入,就应同时加强对增量配电企业的成本监审,以体现合理性、公平性。

3.增量配电网内用户承担的购电费用及终端电价没有增加,为省级电网输配电价表中的用户终端输配电价,符合国家发展改革委关于用户终端电价的监管要求。

4.增量配电网内用户和其他传统电网内用户一样,公平公正地享有或承担交叉补贴的权利义务,且与增量配电企业的准许收入之间可以实现耦合共存。

5.增量配电项目与外部上一级电网的结算立足于网与网之间的结算,而非用户与电网之间的结算,结算依据增量配电企业的准许收入,而非增量配电网所接入的上一级电网电压等级对应的输配电价表,充分体现了增量配电企业的电网主体身份而非用户身份。

6.省级电网企业虽然获得的结算费用在项目前期有所减少,但在项目后期有所增加。这符合配电项目负荷发展客观发展规律,也符合不对称管制相关理论,即在改革初期对于新进入者的扶持强度较大,后期强度应逐渐减弱乃至逐步取消。

7.省级电网企业准许收入的核定是基于其在监管周期内全省输配电的年度总收入,由于目前存在交叉补贴和成本计算方法不合理等因素,具有一定弹性,理论上具备向增量配电企业的阶段性让利的空间。

六、结论与政策建议

我国输配电价的监管思路是“准许成本+合理收益”,对于增量配电项目仍然适用。为鼓励社会资本投资配电业务,使增量配电企业在非对称市场竞争中能够与传统电网企业开展公平博弈,应优先保证增量配电企业获取符合输配电价管制的准许收入,从而保障其投资的“合理收益”。然而在传统电网企业强势垄断的环境下,现行办法却是优先保障传统电网企业的“合理收益”,在不增加用户输配电成本基础上,按用户接入电压等级对应的省级电网输配电价扣减该增量配电网接入电压等级对应的省级电网输配电价,再加上传统电网企业将政府价格调控指令转嫁至输配电环节,增量配电网企业的准许收入就难以保证。因此,本文提出基于不对称管制理论的增量配电输配电价格机制,以增量配电网的准许收入为其与外部上一级电网的结算依据,优先考虑增量配电项目的“合理收益”,差额部分由全省输配电价分担或由传统电网企业直接让利。通过上述研究及案例分析,提出以下建议:

1.强调增量配电网享有公平的电网主体地位。在改革初期即过渡阶段,建议实施“依法+不对称”管制策略对增量配电企业进行扶持,使增量配电企业享有和传统电网企业同等的电网主体地位并逐步发展、壮大,最终达到其与传统电网公平、有效竞争的目的。

2.优先保障增量配电企业的准许收入。价格机制是增量配电改革的关键,运用不对称管制理论中的价格策略,优先保障社会资本的合理收益,是助力增量配电改革成功破局的重要政策工具。保障增量配网企业的准许收益即合理赢利空间,应基于特许经营协议且符合政府监管要求的有效投资、准许投资回报率,而非受制于现行省级电网输配电价表的电压级差。

3.不断完善省级电网输配电定价及监审办法。输配一体化的传统电网企业由于存在输、配业务

之间的交叉补贴,以及准许成本和有效投资的不合理计入,造成现行输配电价虚高且电价级差不合理,因而存在向增量配电企业让利的可能空间。下一步,需完善省级电网输配电定价及监审办法,进一步厘清输配电因交叉补贴所形成的价格扭曲。

4.不对称管制力度应随市场化改革进展动态调整。鼓励增量配电企业为用户提供用电规划、智能用电、节能增效、用电设备运维、综合能源服务等增值服务,不断拓展盈利空间。随着增量配电企业不断发展壮大,逐步具备与传统电网企业平等竞争的能力,不对称管制力度应随之降低甚至取消。

Exploring the Incremental Distribution Network Pricing Mechanism in China —Mechanism Design Based on Asymmetric Regulation Theory

Wang Junhao Li Yang Wu Junhong

(Chinese Government Regulation Research Institute, Zhejiang University of Finance and economics,
Hangzhou 310018, P.R.China;

East China Electric Power Design Institute of China Power Engineering Consulting Group,
Shanghai 200063, P.R.China)

Abstract: Incremental distribution network reform is one of the two highlights of the new round of power system reform in China, but the current pricing mechanism is difficult to guarantee the social capital to obtain the permitted income, resulting in the slow progress of reform. The power grid enterprises with the functions of “transfer, transmission, distribution and sale” squeeze the profit space of incremental distribution network enterprises and force them to withdraw from the competition by setting unreasonable power price differential. In order to effectively promote the incremental distribution reform, this paper applies the asymmetric regulation theory to explore the establishment of a new pricing mechanism for incremental distribution, and sets “unequal” rights and obligations for the market subjects in an asymmetric competitive position, so that the newly entered incremental distribution network enterprises can obtain competition space. In this paper, the incremental distribution pricing model with priority to guarantee the permitted revenue is designed, and the applicability of the model is verified by a case of a province.

Keywords: Incremental distribution network; Asymmetric regulation; Permitted income; Price mechanism

[责任编辑:郝云飞]